INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO
Dep.[to] de Eng.ª Electrotécnica e de Computadores
Centro de Energia Eléctrica

MERCADO IBÉRICO DE ELECTRICIDADE

COMENTÁRIOS AO DOCUMENTO DE DISCUSSÃO
CNE – ERSE de Dezembro de 2001

José P. Sucena Paiva, Prof. Cat. IST/UTL
José M. Ferreira de Jesus, Prof. Ass. IST/UTL

Janeiro de 2002

1. Enquadramento

No contexto da realização do mercado interno da energia na União Europeia, foi firmado em 14 de Novembro de 2001, entre as administrações espanhola e portuguesa um protocolo que estabelece, designadamente, que no dia 1 de Janeiro de 2003 entrará em funcionamento o Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).

Este mercado, nos termos do protocolo acima referido, deverá permitir a contratação bilateral entre agentes de mercado, bem como a contratação através de um Operador do Mercado Ibérico, a criar.

O documento em análise foi elaborado pela Comisión Nacional de Energia (CNE) e pela Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE), as quais ficaram incumbidas de apresentar um modelo de organização do Mercado Ibérico de Electricidade até final de Março de 2002.

Correspondendo à solicitação da ERSE, os autores analisaram o documento de discussão e apresentam de seguida comentários e sugestões a algumas das questões levantadas, sem contudo terem a pretensão de ser exaustivos.

2. O Mercado Ibérico

2.1 Benefícios e Riscos

Os benefícios da criação de um Mercado Ibérico da Electricidade, na opinião dos autores, resultam essencialmente de:

- Aumento da competitividade das empresas eléctricas;
- Aumento do número de agentes envolvidos no sector eléctrico;
- Reforço da segurança do abastecimento;
- Incentivo à eficiência energética e ao aproveitamento dos recursos renováveis;
- Estímulo à inovação tecnológica e organizacional;
- Desenvolvimento de competências e *know-how*.

Um mercado incipiente e mal regulado comporta contudo riscos não negligenciáveis:

- Cartelização e consequente aumento de preços para os consumidores;
- Insuficiente investimento na produção e nas redes;

- Redução da fiabilidade do serviço;
- Desaproveitamento dos recursos endógenos.

2.2 Aspectos Estruturais

As vantagens da integração vertical, à medida que se aprofunda a sociedade do conhecimento, são cada vez menos evidentes. As competências necessárias são distintas nas várias actividades que compõem o sector eléctrico: produção, transporte, distribuição e comercialização. E competências que não são usadas tornam-se rapidamente obsoletas.

Por outro lado, o estabelecimento de um mercado eficiente e transparente exige uma completa separação das actividades referidas, a qual ainda não atingiu o grau desejável quer em Espanha quer em Portugal.

Com a completa e desejável separação das diversas actividades, o transporte e a distribuição terão de se manter como actividades reguladas, uma vez que a tecnologia actual não permite encarar outra situação que não seja a de monopólio natural. Competição e mercado só poderão existir na produção e comercialização.

Como regra geral, a opinião dos autores é que actividades competitivas não devem coexistir com actividades reguladas numa mesma empresa ou grupo empresarial.

Desta regra decorre que a reunião num mesmo grupo da produção – actividade competitiva – e da distribuição – actividade regulada – não deve ser permitida. Recorde-se que o transporte já foi – e bem – cometido a uma empresa autónoma (em Portugal, este grau de autonomia ainda não é o desejável).

Quanto à coexistência da produção e comercialização no mesmo grupo empresarial, já a questão se coloca diferentemente. Sendo ambas actividades competitivas, não se vê razão para que esta coexistência deva ser vedada. Contudo, durante um período inicial de cinco anos, devem ser impostos limites à contratação entre produção e comercialização de um mesmo grupo empresarial, sem o que poderá haver abuso de posição dominante por parte dos produtores incumbentes.

Alguns problemas que têm surgido com a liberalização do sector eléctrico noutros países resultam em larga medida da escassez na oferta e concentração excessiva na produção – tradicionalmente executada segundo uma metodologia de planeamento centralizado e despachada por meio de um trânsito de energia optimizado. Ora havendo escassez, as leis do mercado ditam aumento de preços: a produção tem então de ser fortemente competitiva, o que requer uma maior dispersão que a actualmente existente.

Quanto à comercialização, não cremos que numa fase inicial deva ser pulverizada. Admitimos mesmo que os actuais distribuidores possam, durante um período transitório de cinco anos, continuar a assegurar a comercialização, pelo menos aos consumidores domésticos e comerciais. O distribuidor local deve, durante este período, continuar obrigado a fornecer energia a estes consumidores com uma tarifa regulada.

3. Organização do Mercado Grossista

3.1 Mercado *Spot*

Uma vez que não pode ser armazenada, a electricidade não permite um verdadeiro mercado *spot*, como sucede com outras mercadorias indiferenciadas (*commodities*). Neste tipo de mercados, a expedição do bem transaccionado é imediata, recorrendo-se às reservas armazenadas, as quais são repostas em tempo não real pelos produtores.

Nos mercados de electricidade, as transacções são contratadas algum tempo antes da entrega física – um dia, uma hora ou mesmo alguns minutos – com base no consumo previsto. Inevitavelmente, surgem desequilíbrios entre os valores contratados e os valores registados da produção e do consumo, que são ajustados mediante procedimentos que podem ou não ser competitivos.

A *pool* ou bolsa de electricidade é uma aproximação de um verdadeiro mercado *spot*, a qual existe em países como a Inglaterra (a precursora, criada em 1990), a Escandinávia (*NordPool*), a Espanha, a Austrália, a Nova Zelândia e alguns estados dos EUA (Califórnia, nomeadamente).

Numa *pool* com fixação de preço *ex ante*, cada um dos participantes apresenta uma lista de vendas e compras potenciais, indicando o preço e a quantidade de energia para cada período de tempo (tipicamente uma hora ou meia hora) ao longo das 24 horas. O preço de mercado, pago a todos os produtores, é o preço do grupo gerador mais caro – designado *preço marginal do sistema*.

A experiência com as bolsas revela que o reduzido número de actores prejudica uma formação eficiente e transparente dos preços. Contudo, não parece que o futuro MIBEL possa prescindir de um mercado *spot*, ainda que não obrigatório.

3.2 Contratos Bilaterais

Existe um consenso crescente que as transacções de energia eléctrica não devem contudo restringir-se às efectuadas nas bolsas. Estas, ainda que aparentemente mais transparentes,

não deixam de ser condicionadas pelos jogadores em presença, em geral em número limitado, que usam do seu poder de mercado para elevar artificialmente os preços.

Acresce que a remuneração de todos os produtores pelo preço marginal de mercado traduz-se de facto num acréscimo de custos para os consumidores, razão pela qual a tendência mais recente vai no sentido de pagar aos produtores o preço efectivamente oferecido.

Os contratos bilaterais entre produtores e consumidores ou comercializadores surgem assim como uma solução a estimular, podendo coexistir com uma bolsa não mandatória – esta é a solução prevista para o MIBEL, que se afigura correcta.

Sendo permitidos contratos bilaterais, as operações do sistema e do mercado devem ser conduzidas por entidades separadas. O operador do sistema assume as funções técnicas de coordenação, nomeadamente o despacho em tempo real; o operador do mercado organiza e gere as transacções entre os participantes. Esta estrutura dual é a que já vigora em Espanha.

Os contratos bilaterais podem ser criticados por três razões:

- Não são compatíveis com um despacho optimizado realizado de forma centralizada, conforme é norma nos sistemas eléctricos tradicionais. Note-se contudo que, em outros mercados de bens e serviços, a inexistência de uma optimização centralizada não impede que os mesmos sejam eficientes;
- A transparência dos preços é diminuída se um número muito elevado de actores enveredar por esta modalidade, o que pode apontar, na fase inicial de abertura do sector, para a proibição de contratos bilaterais, pelo menos para as empresas dominantes. Naturalmente, a fixação de tarifas para clientes finais torna-se difícil se não forem conhecidos os preços no mercado grossista. Num mercado eficiente com grande número de participantes e escolha para os clientes finais, porém, haverá preços de mercado e não tarifas, pelo que esta preocupação se desvanece.
- Podem reforçar o poder de mercado e consequente manipulação dos preços dos participantes mais poderosos. Na verdade, os contratos bilaterais podem resultar numa forma implícita de integração vertical entre produtores e distribuidores, quando aquela tenha sido abolida no plano empresarial, como é desejável. Também aqui se pode argumentar que, se o número de jogadores for elevado e a oferta for excedentária, não haverá motivação para entrar em transacções bilaterais a preços não competitivos. Contudo, durante o período transitório inicial devem ser estabelecidos limites ao estabelecimento de contratos bilaterais entre produtores e distribuidores/comercializadores, se integrados dentro da mesma empresa ou grupo de empresas.

3.3 Mercado dos Serviços de Sistema

A qualidade da energia eléctrica entregue aos consumidores pode medir-se em termos da frequência, amplitude da tensão, distorção da forma de onda da tensão e continuidade no fornecimento. Ao conjunto de acções que garantem que a energia eléctrica entregue aos consumidores obedece a determinados requisitos impostos às grandezas que a caracterizam convencionou-se denominá-las por serviços de sistema.

A CIGRE [1] caracteriza a qualidade do fornecimento de energia eléctrica a partir das seguintes grandezas:

- frequência
- tensão
- potência de reserva
- tempo de reposição do sistema
- estabilidade do sistema
- distorção harmónica / desequilíbrio de fases

Exceptuando os serviços relacionados com a manutenção da estabilidade do sistema e os serviços relacionados com o controlo da distorção harmónica / desequilíbrio de fases, os restantes serviços traduzem-se, em larga medida, pela contratação de potência activa e reactiva. Cabe ao operador do sistema avaliar as necessidades de potência activa e reactiva que garantam que o sistema permanece num estado seguro. Independentemente do carácter (obrigatório ou voluntário) do serviço de disponibilização de potência activa e/ou reactiva, este serviço deve ser pago, criando-se assim condições para o estabelecimento de um mercado para os serviços de sistema.

Dado que a potência activa e reactiva possuem características e objectos diferentes, é conveniente analisá-las separadamente.

A criação de um mercado para os serviços de sistema baseados na oferta de potência activa parece-nos inquestionável: assegurar a integridade do sistema através da contratação de reserva girante e parada e a contratação de sistemas que permitam a reposição, no caso da ocorrência de situações de interrupção generalizada do fornecimento (vulgo, apagões) são hoje em dia prática corrente e devem permanecer como tal num ambiente de mercado. Acresce que a criação de um mercado para a potência activa constitui um factor determinante para incentivar os produtores a investir em novos centros de produção.

No que concerne os serviços de sistema baseados na oferta de potência reactiva, a situação já não pode ser encarada da mesma forma que a oferta de potência activa. É indesejável

um excesso de trânsito de potência reactiva nos circuitos, já que este trânsito tem um impacto não despiciendo no perfil da tensão, pelo que a contratação de potência reactiva deve ter um carácter marcadamente local, ou seja junto às fontes de produção de potência reactiva e junto aos locais de consumo de potência reactiva.

Se o objectivo de contratação de potência reactiva for o controlo da tensão, a entidade que deve contratar esta potência é o operador do sistema ao nível das redes de transporte e o despacho ao nível das redes de distribuição. Se for esta a óptica prosseguida pode haver condições de criação de mercados para a potência reactiva, mercados que possuem um carácter eminentemente local. Nestas condições os custos com a contratação de potência reactiva devem ser imputados a uma tarifa de "Uso Global do Sistema", devendo sempre os custos com a contratação de potência reactiva ser descriminados dos custos com a contratação de potência activa.

Se o objectivo da contratação de potência reactiva for o de compensar o factor de potência das cargas, importa explicitar o objectivo que se prossegue com esta compensação. Estudos realizados [2], permitiram concluir que, se o objectivo da compensação for a minimização das perdas activas nos circuitos, o factor de potência óptimo, na grande maioria dos casos, é unitário. Nestas condições é possível estabelecer um preço para a energia reactiva, nos barramentos em que a compensação não se verifique, com base nos preços nodais de energia reactiva nesses barramentos.

Do acima exposto conclui-se que em nossa opinião devem coexistir um mercado de energia com um mercado de potência activa. Ao invés do mercado de energia, as necessidades no mercado de potência activa são estabelecidas pelo operador do sistema e são solicitadas ofertas aos produtores. Este mecanismo pode ser extensivo aos consumidores mediante ofertas de potência interruptível por parte do operador dos sistema. Cabe ao operador de mercado avaliar as ofertas de produtores e consumidores e informar o operador do sistema das disponibilidades de potência .

4. Pagamentos aos Produtores

4.1 Preços no Mercado Diário

No mercado diário, os produtores devem receber um pagamento correspondente à energia fornecida durante o período de referência (uma hora) – o que de facto corresponde a uma potência média.

Actualmente em Portugal existem Contratos de Aquisição de Energia estabelecidos entre a REN e os Produtores que visam assegurar o serviço público de fornecimento de energia

eléctrica. Num ambiente de mercado estes contratos deverão cessar, pelo que importa estabelecer mecanismos de compensação pela quebra prematura de contratos, com prazos de vigência certamente superiores ao calendário apresentado pela ERSE para o estabelecimento do Mercado Ibérico de Electricidade.

Em Espanha existem mecanismos de compensação que visam compensar os produtores por terem passado a operar num ambiente liberalizado de compra e venda de energia eléctrica – os custos de transição para a concorrência (CTC).

Num ambiente de mercado estes custos de transição deverão ser extintos por forma a assegurar a equidade entre os actores que farão as suas ofertas no Mercado Ibérico de Electricidade.

Contudo, durante um período transitório, cremos que os produtores portugueses que actualmente beneficiam de contratos firmes de longo prazo, poderão reclamar uma compensação que os coloque em pé de igualdade com os produtores espanhóis. O montante desta compensação deverá depender dos custos que efectivamente se antevêem pela passagem para um regime de mercado –os quais poderão depender do excesso de capacidade instalada e ainda, anualmente, da hidraulicidade.

4.2 Remuneração da Disponibilidade

Os pagamentos devidos pela disponibilidade dos produtores têm como grande objectivo induzir uma segurança do fornecimento de energia superior à que o mercado pode assegurar por si só, uma vez que incentiva o investimento em meios de produção. O preço contém assim duas componentes: uma, expressa em €/MW, é determinada pela potência disponibilizada pelo produtor; a outra, expressa em €/MWh, resulta da energia efectivamente fornecida.

A remuneração da disponibilidade tem como vantagem a redução do custo do capital, visto que o risco do investimento vem reduzido, contudo, num mercado verdadeiramente competitivo, não se justifica. Ainda que o custo de capital possa ser mais elevado, a disciplina do mercado traduz-se em acréscimos de eficiência que compensam esta desvantagem. Em boa verdade, os pagamentos por disponibilidade são a herança do método de planeamento centralizado, posto em causa pela emergência dos mercados.

4.3 Produção Descentralizada

A remuneração da energia entregue por fontes renováveis ao Sistema de Energia Eléctrica é regida pelo Decreto-Lei 339-C/201 de 29 /12/2001. Esta remuneração é composta por três parcelas: parcela fixa, que visa remunerar a garantia de potência; parcela variável, que re-

munera a energia entregue à rede; e parcela ambiental que remunera o beneficio ambiental, resultante da não emissão de dióxido de carbono, devido à utilização de fontes renováveis, ou à melhoria da eficiência energética no caso da cogeração.

O valor estipulado para a parcela fixa encontra-se estabelecido com base nos custos mensais unitários evitados no investimento de uma nova central devido à construção de fontes renováveis de energia. O valor estabelecido para a parcela variável baseia-se nos custos de operação e manutenção necessários à exploração de novos meios de produção cuja construção foi evitada pela instalação de centrais renováveis. O montante da parcela ambiental está relacionado com o valor atribuído à tonelada de dióxido de carbono emitido para a atmosfera na produção convencional.

A estrutura da remuneração estabelecida pelo decreto acima referido mantém-se adequada no contexto de um mercado ibérico de electricidade. Os preços das parcelas fixa e variável passariam a ser estabelecidos pelo mercado. Uma vez que a não inclusão dos custos ambientais da produção de energia pelas centrais convencionais distorce os preços de mercado, há que manter a parcela ambiental para a produção renovável e para a cogeração a fim de corrigir este defeito. Esta parcela poderia ter um valor variável dependendo das condições de hidraulicidade: valor mais elevado nos anos secos e mais baixo nos anos húmidos.

5. Operação do Sistema

5.1 Congestionamento da Rede

O mecanismo de fixação de preços num mercado *spot*, não considera à partida a rede de transporte – o elemento chave que possibilita a competição. A rede impõe restrições de natureza física ou operacional: se alguma delas for violada – sendo o caso mais usual a sobrecarga de linhas – resulta uma situação de congestionamento.

A criação dos mercados de electricidade transformou o papel da rede, cujo uso passou a ser condicionado pelas exigências dos produtores e dos consumidores que a ela têm livre acesso. O operador da rede de transporte é o responsável pelas acções que asseguram o seu correcto funcionamento, nomeadamente o alívio dos congestionamentos – que dificultam as trocas comerciais.

É de notar que, contrariamente ao que se passa em outros sectores, o congestionamento numa rede de transporte não pode ser resolvido por meio de filas de espera. A gestão do congestionamento baseia-se essencialmente no redespacho da geração e na modificação das cargas através de sinais transmitidos pelo preço (ou em último caso, através da inter-

rupção selectiva). Na prática, a resposta dos consumidores a variações de curto prazo do preço é mitigada, devido em larga medida a limitações de natureza tecnológica dos equipamentos de medida e contagem correntemente utilizados.

5.2 Preços Nodais

A abordagem mais correcta para a gestão do congestionamento é através da diferenciação do preço da energia fornecida em cada nó – designado *preço nodal*. Os preços nodais equilibram a oferta e a procura em cada nó da rede e são continuamente ajustados, reflectindo a variação das condições de produção, transporte, distribuição e consumo.

Preços nodais elevados induzem redução no consumo, assim contribuindo para o alívio do congestionamento (eficiência de curto prazo); também proporcionam um incentivo para investir em novas linhas para as zonas afectadas (eficiência de longo prazo). Em contrapartida, preços nodais reduzidos estimulam o consumo contribuindo para um melhor aproveitamento dos recursos existentes.

Uma política de preços nodais diferenciados põe em causa o princípio da uniformidade tarifária, que corresponde à socialização dos custos totais de operação do sistema. Aquela poderá ser reposta através da subsidiação cruzada entre os diversos grupos de consumidores, o que naturalmente lhe retira alguma eficiência económica.

O preço de uso da rede de transporte (incluindo as perdas) está implicitamente incluído no preço nodal, o qual contudo não cobre os custos históricos de investimento. Em teoria, numa rede planeada de forma optimizada, e num contexto de mercado perfeito, tal discrepância não existiria. Mas as redes reais resultaram de investimentos incrementais ao longo de períodos longos, em condições técnicas e económicas variáveis, pelo que há necessidade de um parcela adicional que permita a recuperação completa dos custos.

Uma versão simplificada reside no uso de preços zonais, metodologia que se baseia na repartição da área sob controlo de um operador em várias zonas, cada uma com preços diferenciados que traduzem uma média dos preços nodais. O pressuposto básico desta prática é que o congestionamento é limitado a alguns ramos da rede, sendo inexistente dentro de zonas relativamente extensas. A experiência já acumulada com este método revela contudo que a gestão dos congestionamentos inter-zonais e a fixação de preços nos trânsitos nas linhas que interligam as diversas zonas adiciona complexidade que não se traduz em benefícios palpáveis.

5.3 Comércio Inverso (*Counter-trade*)

Uma variante dos preços nodais é o *counter-trade,* que recorre a um mercado paralelo – o *mercado de balanço*. O operador do sistema usa este mercado para comprar e vender blocos de energia aos actores participantes, desta forma actuando indirectamente sobre o despacho da produção. O sobrecusto resultante é distribuído pelos consumidores na proporção dos respectivos consumos, pelo que o preço da energia se mantém uniforme ao longo do sistema: as transacções entre os participantes continuam a fazer-se livremente. Esta abordagem não fornece incentivos ao alívio do congestionamento, donde resulta alguma perda de eficiência económica.

Por outro lado, o comércio inverso encoraja a competição no mercado eléctrico, uma vez que este não está segmentado por restrições na rede, o que limita o poder de mercado dos participantes.

Cremos que esta metodologia é a que melhor se adapta ao MIBEL, e a que melhor protege os interesses portugueses, face à situação periférica que ocupamos na Península Ibérica.

5.4 Remuneração das Perdas

A transmissão de energia numa rede implica necessariamente perdas, que em larga medida dependem do uso: as perdas numa linha ou transformador são aproximadamente proporcionais ao quadrado da potência que flui através destes elementos. Uma parcela menor das perdas é aproximadamente constante, visto que depende da tensão de serviço, que numa rede bem dimensionada exibe um perfil razoavelmente plano.

As perdas exigem naturalmente geração adicional para satisfazer os consumos, o que num ambiente competitivo pode ser feito de duas formas. Na primeira o operador adquire aos produtores a energia necessária para compensar as perdas, sendo o respectivo custo passado aos consumidores através da tarifa de uso da rede; na segunda os produtores injectam energia adicional com base em coeficientes médios de perdas pré-determinados, ficando o operador com a incumbência de fechar o balanço energético com as perdas efectivamente verificadas.

Num mercado *spot* ideal, as perdas podem ser consideradas multiplicando o preço de mercado pelo factor *(1+Perdas marginais)*, para cada nó.

5.5 Áreas de Controlo

Um sistema eléctrico interligado pode ser operado sem um controlo centralizado. Tradicionalmente definem-se áreas de controlo correspondentes à zona de influência de cada sub-

sistema, sendo a regulação de frequência uma tarefa conjunta. A potência transitada nas linhas de interligação entre sub-sistemas deve também ser regulada por forma a manter constantes os valores contratualmente fixados.

Numa perspectiva de integração total dos sistemas português e espanhol, então poderia haver um centro de controlo comum, eventualmente com controladores regionais subordinados. O conceito de interligação desapareceria, todas as linhas estariam em pé de igualdade.

Pelo menos numa fase inicial, e até que se ganhe maior experiência, não parece contudo necessário centralizar o controlo das várias áreas existentes na Península Ibérica. Deverá sim proceder-se ao reforço da capacidade de transporte das linhas de interligação, a fim de tornar a situação portuguesa menos periférica.

Referências

[1] CIGRE Joint Working Group 39/11: " Exchange of Services between Large Electricity Generating Plants and High Voltage Electric Power Systems", CIGRE, July 1998.

[2] J.M. Ferreira de Jesus; J.P. Sucena Paiva: "Valorização da Energia Reactiva", Relatório Final elaborado para a ERSE, Setembro 2001.